

На правах рукописи



ИСЛАМОВ ИЛЬДАР МАГЗУМОВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ, ПЕРЕСЕКАЮЩИХ
АКТИВНЫЕ ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ ЗОНЫ**

Специальность 25.00.19 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов,
баз и хранилищ

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук
Чучкалов Михаил Владимирович

Уфа – 2021

Работа выполнена на кафедре «Транспорт и хранение нефти и газа» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

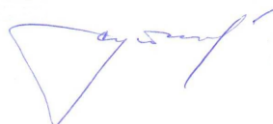
- Научный руководитель: доктор технических наук
Чучкалов Михаил Владимирович
- Официальные оппоненты: **Тухбатуллин Фарит Гарифович**
доктор технических наук,
ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина / профессор кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения
- Земенкова Мария Юрьевна**
кандидат технических наук, доцент,
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» / доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов»
- Ведущая организация: ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»

Защита диссертации состоится «10» июня 2021 года в 11:00 ч. на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте [http:// www.rusoil.net](http://www.rusoil.net).

Автореферат диссертации разослан «___» _____ 2021 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Ни одно инженерное сооружение не связано так тесно с окружающей средой, как трубопроводные системы. Причиной этого является их преимущественно подземное исполнение. Таким образом, объективная реальность такова, что пролегание трубопроводов неизбежно связано с пересечением многочисленных геодинамических зон (ГДЗ), к которым можно отнести: разломы разного характера, движения земных блоков, надвигов (горных ударов), карсты и т.п.

Движения земной поверхности происходят вследствие термоядерных реакций внутри планеты и вращательного движения по орбите вокруг Солнца. По данным Российской академии наук, на территории Республики Башкортостан (РБ) со стороны Урала были прослежены надвиги на 400 км.

При надвигах образуются складки местности, которые могут вовлекать в движение подземные трубопроводы, воздействуя на их напряженно-деформированное состояние (НДС) с возникновением зон деформаций.

Магистральные газопроводы (МГ) ООО «Газпром трансгаз Уфа» (Общество) диаметром 1420 мм, которые сохранили свое исходное положение (со сроком эксплуатации 33 и более лет), могут быть подвержены геодинамическому воздействию. К таким МГ, по условиям прокладки, относится 4-ниточный коридор на участке КС Алмазная – КС Поляна, а также Челябинск – Петровск на участке КС Долгодеревенская – КС Поляна.

Поэтому повышение безопасности эксплуатации МГ, пересекающих активные ГДЗ, через выявление потенциально опасных участков (ПОУ) на основе оценки их НДС с использованием новых технологий, с последующим расчетом остаточного ресурса, безусловно, является актуальной задачей для газотранспортной отрасли.

Степень разработанности

Существенный вклад в повышение безопасности эксплуатации магистральных трубопроводов внесли многие отечественные и зарубежные ученые и исследователи, среди которых: Р.М. Аскарлов, Л.И. Быков, И.И. Велиюлин, А.Г. Гареев, К.М. Гумеров, М.И. Давлетов, Р.М. Зарипов, Ф.Г. Тухбатуллин, Г.Е. Коробков, М.В. Чучкалов и др.

Цель работы – повышение безопасности эксплуатации магистральных газопроводов, пересекающих активные геодинамические зоны, путем выявления потенциально опасных участков на основе оценки их НДС средствами внутритрубной диагностики.

Задачи исследования

1 Анализ геодинамических факторов территории РБ. Выявление геодинамических зон, их основных параметров на пересечениях с магистральными газопроводами с применением общепринятых аэрокосмических и геолого-геофизических технологий.

2 Оценка применимости внутритрубной диагностики (ВТД) для выявления потенциально опасных участков магистральных газопроводов на пересечениях с геодинамическими зонами. Разработка критериев их надежности по НДС, изучение особенностей расчета продольных напряжений в таких зонах.

3 Выявление потенциально опасных участков, динамики их напряженно-деформированного состояния, активных геодинамических зон средствами внутритрубной диагностики.

4 Разработка метода оценки ресурса потенциально опасных участков на пересечениях с геодинамическими зонами.

Научная новизна

1 Разработаны критерии надежности потенциально опасных участков по радиусу приобретенного изгиба труб из стали категории прочности К60 (Х70) с продолжительным сроком эксплуатации (30 лет и более).

2 Установлена эмпирическая зависимость для оценки остаточного ресурса потенциально опасных участков по признаку геодинамической опасности, отличающаяся применимостью к поперечному коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН).

Теоретическая значимость

1 Установлены характеристики диагностических средств по оценке НДС магистральных газопроводов и роль прогноза технического состояния, ресурса потенциально опасных участков.

2 Рассмотрена модель перемещения трубопровода в вертикальной плоскости в зонах тектонических разломов геодинамических зон, из которой

следует, что возникающий при этом минимальный радиус изгиба является сечением с максимальными напряжениями.

3 Исследованиями НДС, в соответствии с нормативами, по данным внутритрубной диагностики доказано, что фактический радиус упругого изгиба трубопровода диаметром $D = 1420$ мм:

- $\rho = 500D$ и более обеспечивает НДС участка линейной части магистрального газопровода (ЛЧМГ) в области пределов пропорциональности трубной стали К60 и соответствует нормативу, что позволяет эксплуатировать его без ограничений;

- $\rho = 250D$ и менее является потенциально опасным, так как не обеспечивается НДС участка ЛЧМГ в пределах упругого изгиба, что не соответствует требованиям норматива.

4 Анализ нормативной формулы по расчету продольных напряжений показал, что:

- формула основана на классическом принципе независимости действия сил;
- формула предназначена для расчетов заземленного по концам участка трубопровода, которых на ЛЧМГ «в чистом виде» немного;

- необходимое условие «при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода» показывает направленность формулы на проектирование, а не на строительство и эксплуатацию, где продольные и поперечные перемещения неизбежны;

- продольные напряжения от внутреннего давления газа проявляются в процессе эксплуатации в виде сжимающего фактора, зависимость прямая – чем выше давление газа, тем больше напряжения.

5 По данным неоднократного пропуска снарядов внутритрубной диагностики создаются предпосылки прогноза динамики напряженно-деформированного состояния магистральных газопроводов на пересечениях с геодинамическими зонами.

Практическая значимость

1 Разработанная технология выявления потенциально опасных участков на пересечениях с ГДЗ используется в ООО «Газпром трансгаз Уфа» при анализе данных ВТД. Проведенные исследования позволили выявить на 5 участках МГ диаметром 1420 мм и протяженностью более 450 км 30 ПОУ, требующих ремонта. При этом экономический эффект, определяемый предотвращением такого количества аварий, составил 575,0 млн руб. Критерии

надежности потенциально опасных участков по радиусу изгиба труб вошли в типовое техническое задание ООО «Научно-производственного центра «Внутритрубная диагностика».

2 В ходе металловедческих исследований получена новая эмпирическая зависимость для оценки остаточного ресурса газопроводов в условиях коррозионно-механических воздействий, отличающаяся применимостью к поперечному КРН. На реальном примере доказана возможность ее использования с достаточной для практики точностью.

3 Результаты работы отражены в СТО Газпром трансгаз Уфа 3.3-1-1296-2018, охватывающем комплекс основных практических мер по повышению безопасности эксплуатации МГ, пересекающих активные геодинамические зоны. В данном нормативном документе потенциально опасные участки классифицированы по радиусам их кривизны, приведены рекомендуемые способы ремонта.

4 Практическая ценность основных результатов работы подтверждена соответствующей справкой об их внедрении.

Методология и методы исследования

Поставленные задачи решены с использованием методов сравнения, научного анализа и эксперимента, математического моделирования и статистической обработки результатов измерений, полученных на основе внутритрубной диагностики. Кроме того, проведены экспериментальные исследования, в том числе на основе классических положений строительной механики, теорий прочности и упругости.

Положения, выносимые на защиту

1 Реализация разработанного алгоритма выявления геодинамических зон, включающего анализ данных ВТД, определение геодинамических зон по трассе магистрального трубопровода, классификацию по степени воздействия таких зон на трубопровод.

2 Методика оценки расчета остаточного ресурса потенциально опасного участка трубопровода на пересечениях с геодинамическими зонами, отличающаяся применимостью к поперечному КРН.

Степень достоверности и апробация результатов

Основные научные положения, выводы и рекомендации, сформулированные в настоящей работе, основываются на результатах аналитических исследований, а также на экспериментальных данных,

полученных с применением современных методов исследований, средств внутритрубной диагностики и компьютерного обеспечения. Достоверность подтверждается внедрением результатов работы при анализе результатов внутритрубной диагностики ООО «Газпром трансгаз Уфа».

Основные положения и результаты работы докладывались и обсуждались на: Молодежной научно-практической конференции «Инновации в газовой промышленности. Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (АГНИ, г. Альметьевск, 2018); XIII Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2018» (УГНТУ, г. Уфа, 2018); XII Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса» (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, 2018); XIV Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2019» (УГНТУ, г. Уфа, 2019), XIV Международной конференции «Рассохинские чтения – 2020» (УГТУ, г. Ухта, 2020).

Соответствие паспорту специальности

Тема работы и содержание исследований соответствуют паспорту специальности 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ», а именно пункту 1 «Напряженное состояние и взаимодействие с окружающей средой трубопроводов, резервуаров и оборудования при различных условиях эксплуатации с целью разработки научных основ и методов прочностного, гидравлического и теплового расчетов нефтегазопроводов и газонефтехранилищ» и пункту 7 «Исследования в области ресурса трубопроводных конструкций, в том числе прогнозируемого при проектировании и остаточного при их эксплуатации».

Сведения о публикациях автора

По теме диссертации опубликовано 18 научных работ, в том числе 2 в журналах, индексируемых в международной базе данных Scopus, 7 в журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ, получено 2 патента РФ.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, библиографического списка использованной литературы, включающего 164 наименования. Работа изложена на 162 страницах машинописного текста, содержит 38 рисунков, 18 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность работы, сформулированы ее цель и основные задачи, обозначены основные положения, выносимые на защиту, показаны научная новизна и практическая ценность результатов работы.

В **первой главе** приводится обзор материалов, характеризующих геодинамические факторы территории РБ.

Основными «аварийными» участками для магистральных газопроводов являются границы блоков – разломы, особенно узлы их пересечения (зона деформаций). Часть из них являются активными, часть – пассивными, но при достижении определенных сжимающих усилий в них также начнутся движения.

Геодинамическая зона может вовлекать в движение трубопровод с возникновением непроектных изгибных напряжений. Поэтому особую важность приобретает необходимость повышения безопасности МГ через своевременное выявление геодинамических зон, находящихся на пересечениях с ними, оценки их технического состояния и остаточного ресурса. По отношению к моменту строительства, в силу разных причин, в т.ч. и геодинамического фактора, положение оси трубопровода изменяется, при этом возникают продольные (изгибные) напряжения, как правило, непроектные. Когда уровень этих напряжений превышает предел прочности, происходит разрушение магистрального газопровода.

Остаточный ресурс потенциально опасного участка с непроектной кривизной является необходимой составляющей эксплуатации магистрального газопровода, который, как правило, определяется по результатам диагностических обследований, наиболее информативным из которых является внутритрубная дефектоскопия. Как правило, потенциально опасные участки с ненормативными изгибными напряжениями разрушаются по механизму поперечного коррозионного растрескивания под напряжением (пКРН).

На основе проведенного анализа геодинамических факторов территории РБ, оценки технического состояния МГ, пересекающих геодинамические зоны, сформулированы цель и основные задачи диссертационной работы.

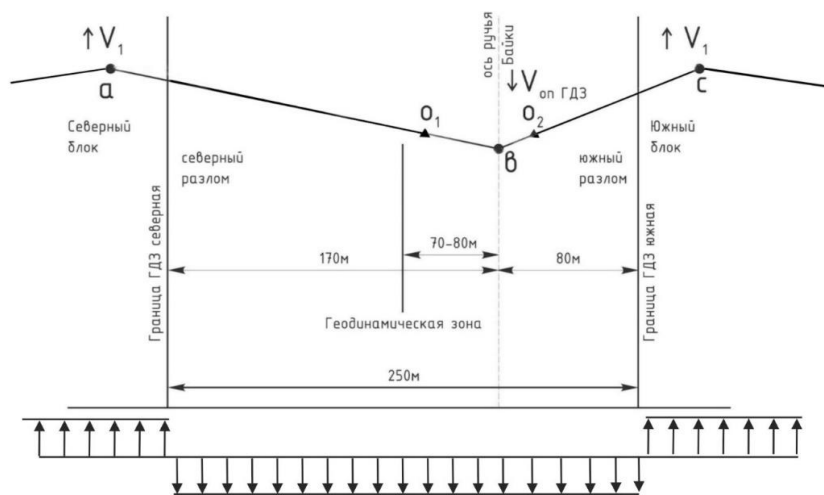
Во **второй главе** проведен анализ общепринятой технологии выявления геодинамических зон и ее параметров применительно к оценке НДС потенциально опасных участков.

В настоящее время выявление геодинамических зон, пересекающих магистральные газопроводы, по общепринятой технологии является сложной технической задачей, которая включает:

- аэрокосмические обследования для определения геодинамических зон;
- геолого-геофизические исследования для определения основных параметров геодинамических зон: протяженности, направления и скорости перемещения блоков;
- аналитические расчеты и измерения продольных напряжений, в т.ч. в трассовых условиях.

По этой технологии было выделено 36 геодинамических зон коридора магистральных газопроводов, расположенного в восточной части РБ. В работе приведена карта-схема дешифрования материалов космической и аэрофотосъемки.

Установлено, что выделенные при дешифровании космических снимков разрывные нарушения на местности выражены линейными отрицательными формами рельефа (логами и долинами рек и ручьев). После этого были проведены геолого-геофизические исследования, пример на Рисунке 1.



a-b-c – ось МГ, пересекающего ГДЗ; O_1 и O_2 – места шурфовок

Рисунок 1 – Схема параметров ГДЗ № 21а

За время эксплуатации обследуемого коридора магистральных газопроводов было зафиксировано три аварии, все по причине пКРН и на пересечениях с геодинамическими зонами.

Скорость поднятия структуры по краям геодинамических зон составляет 1,0 мм/год. Примерно с той же скоростью опускается зона разлома в центре,

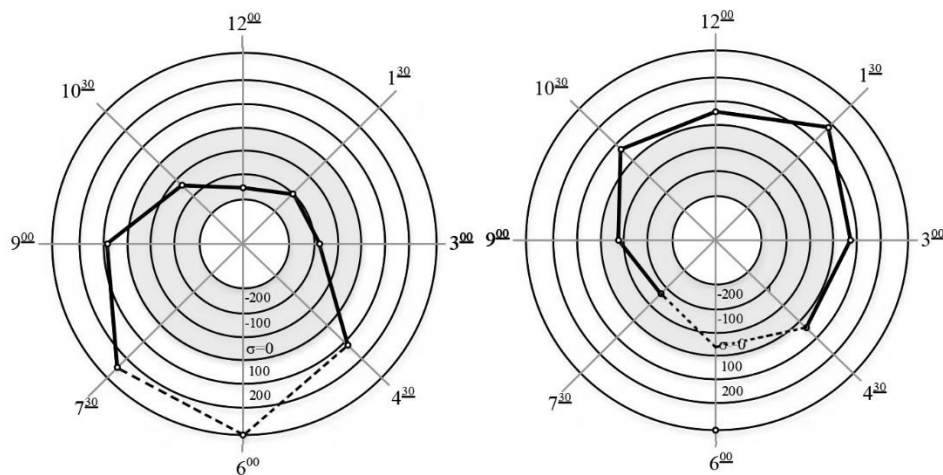
имеющего выраженные границы и глубокое простираение. Положение оси трубопровода обозначает направление воздействия геодинамических зон, центр выпуклый вниз, края вверх.

Одним из общепринятых методов измерения значений напряжений в деталях и конструкциях является ультразвуковой, получивший широкое распространение как в отечественной, так и зарубежной практике.

В Таблице 1 приводятся полученные значения измеренных продольных напряжений в шурфах №№ 21a/1 (O_1), 21a/2 (O_2) (Рисунок 1). Графическая интерпретация данных Таблицы 1 приводится на Рисунке 2.

Таблица 1 – Значения измеренных продольных напряжений

№ шурфов	Продольные напряжения, МПа, в часовых координатах						
	7 ³⁰	9 ⁰⁰	10 ³⁰	12 ⁰⁰	1 ³⁰	3 ⁰⁰	4 ³⁰
1	270	90	-140	-240	-200	-170	130
2	-180	-80	50	40	170	80	30



а)

б)

а) в шурфе № 1; б) в шурфе № 2

Рисунок 2 – Эпюры продольных напряжений

Учитывая, что $1000D$ соответствует напряжениям около 100 МПа, в обоих измеренных сечениях с максимальными напряжениями 270 и 170 МПа радиус изгиба составил соответственно $450D$ и $590D$, что ниже нормативного значения $1000D$. Из Таблицы 1 и Рисунка 2 видно, что центр геодинамической зоны опускается, а края поднимаются.

В результате проведенных исследований установлено, что имеет место тенденция перемещения трубопроводов вместе с блоками. При этом

общепринятая технология выявления потенциально опасных участков и оценки их НДС на пересечениях с геодинамическими зонами – сложная, многоэтапная, но по результату вероятностная.

Третья глава посвящена разработке критериев надежности потенциально опасных участков по признаку непроектного уровня НДС на пересечениях с геодинамическими зонами.

На сегодняшний день основным средством диагностики магистральных газопроводов является внутритрубная диагностика. За последнее время внутритрубные инспекционные снаряды (ВИС) ООО «НПЦ «ВТД» были оснащены оптическими гироскопами высокой точности, что позволяет отражать планово-пространственное положение трубопровода.

По данным внутритрубной диагностики строится фактический профиль трубопровода, пример на Рисунке 3. При этом можно выделить надвиги, например, геодинамическая зона № 29 (слева-направо), а также геодинамическая зона № 28, представляющую собой продукт деления крупного блока ГДЗ № 26. В итоге необходимости проводить аэрокосмические исследования для определения профиля местности нет.

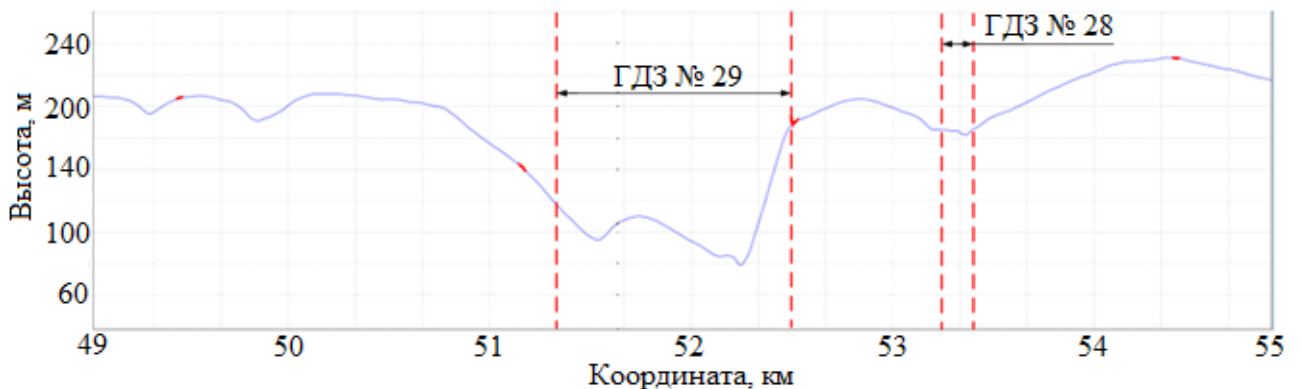
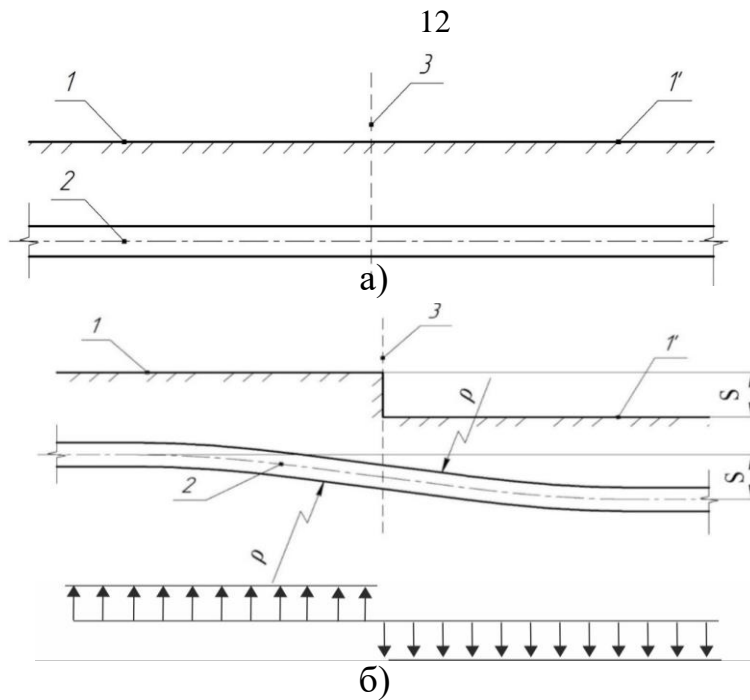


Рисунок 3 – Участок МГ, пересекающий ГДЗ № 29 и № 28

В качестве расчетной схемы для оценки напряженно-деформированного состояния МГ на пересечениях с геодинамической зоной приняты смещающиеся друг относительно друга на величину s две тектонические плиты (полубесконечные пространства l и l'), которые вовлекают в движение находящийся в этой зоне трубопровод 2. На достаточно большом удалении от оси разлома 3 концы рассматриваемого участка смещаются вместе на ту же величину (Рисунок 4).



а) до смещения трубопровода; б) после смещения трубопровода

Рисунок 4 – Схема смещения трубопровода в вертикальной плоскости при подвижках в зонах тектонических разломов

На переходных участках смещения осей образуется радиус упругого изгиба ρ , примерно на одинаковом расстоянии от оси разлома. Его прямое измерение с высокой точностью (от 4000 м) осуществляется модернизированными средствами ВТД.

Линейная часть МГ в процессе эксплуатации испытывает сложное напряженно-деформированное состояние, где основными факторами воздействия, согласно проектной документации, являются: давление газа, температурный перепад, изгибные напряжения.

Для подземных прямолинейных и упруго-изогнутых участков, при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта, максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \mu \frac{PD_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E \Delta t \pm \sigma_{\text{и}}, \quad (1)$$

где μ – коэффициент поперечной деформации Пуассона; P – рабочее давление газа, МПа; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, см; δ – толщина стенки трубы, см; α – коэффициент линейного расширения; E – модуль упругости трубной стали,

МПа; Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С; σ_u – напряжения упругого изгиба, МПа.

Изгибные напряжения находятся из уравнения:

$$\sigma_u = \frac{ED}{2\rho}, \quad (2)$$

где D – диаметр трубопровода.

Формула (1) основана на классическом принципе независимости действия сил, в то же время достаточно четко прописаны ее граничные условия.

Представляет интерес расчет напряженно-деформированного состояния согласно нормативам и с учетом развития средств ВТД.

На Рисунке 5 в качестве примера приводится график измеренных радиусов упругого изгиба прямолинейного участка магистрального газопровода диаметром 1420 мм, полученный по результатам ВТД, с выделением радиусов менее $1000D$. По оси абсцисс – линейная координата по одометру от камеры запуска, по оси ординат – фактический радиус упругого изгиба по абсолютной величине (без выделения его направления). Эти данные фиксируются по всей протяженности диагностируемого участка. Затем через радиусы изгиба вычисляются значения изгибных напряжений по формуле (3).



Рисунок 5 – График радиусов изгиба прямолинейного участка МГ
диаметром 1420 мм

Из Рисунка 5 видно, что на прямолинейном участке протяженностью 400 м со сроком эксплуатации около 35 лет положение трубопровода «не прямолинейное», а больше соответствует синусоиде. На нем имеется 11 участков с радиусом упругого изгиба менее $1000D$, т.е. налицо несоответствие нормативным требованиям и проектной документации.

Выделение таких участков с непроектными напряжениями стало возможным только с появлением технологии измерения радиусов. Ранее похожую характеристику можно было получить выборочно по данным

геодезического позиционирования на вскрытом участке, отнесенном к потенциально опасным участкам.

Проведем расчеты напряженно-деформированного состояния по формуле (1) для реальных параметров эксплуатации (давление, температура) и измеренных радиусов изгиба, полученных по результатам внутритрубной диагностики. На Рисунке 6 отображаются значения ρ для магистрального газопровода диаметром 1420 мм и толщиной стенки 16,8 мм, при различных значениях P и Δt ($\rho_{np,p}$ – продольные растягивающие, $\rho_{np,c}$ – продольные сжимающие напряжения), рассчитанные по формулам (1) и (2).

Эквивалентные напряжения $\sigma_{эkv}$, выраженные через главные напряжения, определяются как

$$\sigma_{эkv} = \sqrt{(\sigma_{kc}^H)^2 - \sigma_{np}^H \cdot \sigma_{kc}^H + (\sigma_{np}^H)^2}. \quad (3)$$

Значение эквивалентных напряжений является критерием для ограничения минимальных значений ρ .

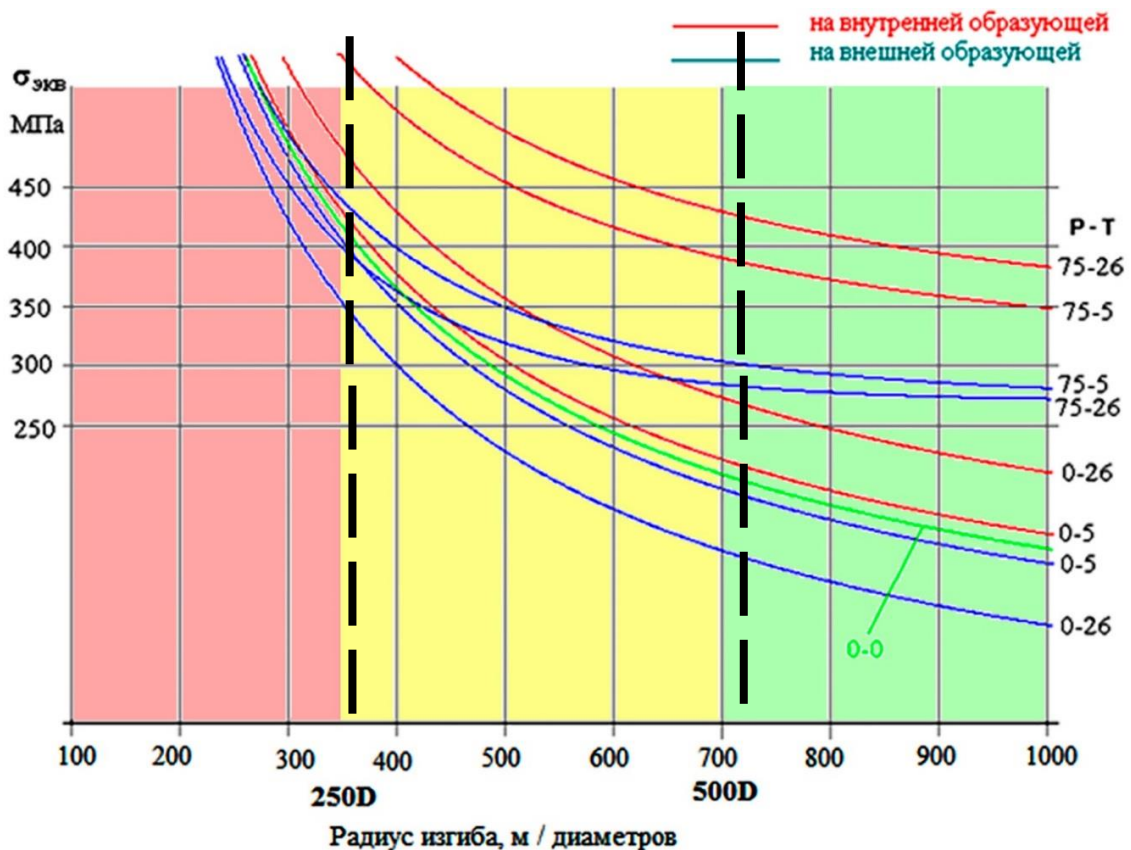


Рисунок 6 – Графики зависимости продольных напряжений в зависимости от фактического радиуса изгиба с учетом различных комбинаций давления и температуры

Из графиков Рисунка 6 видно, что это фибровые сжимающие напряжения (красный цвет), возникающие на внутренней образующей трубопровода, радиус изгиба красного цвета больше чем синего (растягивающие напряжения). Из анализа Рисунка 6 следует, что с уменьшением радиусов, а значит увеличением изгибных напряжений по формуле (2), по внутреннему радиусу трубопровода возникают фибровые сжимающие (красный цвет) и фибровые растягивающие (синий цвет) напряжения. Максимальные продольные напряжения возникают при максимальном давлении и температурном перепаде.

Если принять за критерий допустимости эквивалентные напряжения около 450 МПа (нижняя граница предела текучести для высокопрочной трубной стали, характерной для магистральных газопроводов Общества), то при любых значениях давления и температуры напряжения по формуле (1), начиная с радиуса изгиба 700 м и более, будут соответствовать нормативным СП36.13330.2012. Для трубопроводов диаметром 1420 мм это соответствует $500D$.

Таким образом, изгибные напряжения, возникающие в трубопроводе в процессе эксплуатации, привязаны к радиусам упругого/упруго-пластического изгиба и по степени воздействия можно разделить на 3 группы:

- *упругая зона*, радиус изгиба $500D$ и более, что соответствует безопасному уровню изгибных напряжений в зоне растяжения трубопровода, т.е. нормативным требованиям СП36.13330.2012;

- *упругая и упруго-пластическая зона*, радиус изгиба $500D-250D$, изгибные напряжения составляют 200–400 МПа и требуют специального расчета НДС с учетом давления и температуры газа;

- *упруго-пластическая и пластическая зона*, радиус изгиба $250D$ и менее, изгибные напряжения 400 МПа и более. Такие участки должны квалифицироваться как недопустимые для эксплуатации.

Обоснование величины радиуса упругого и упруго-пластического изгиба ($500D$, $250D$) включено в техническое задание к договору с ООО «НПЦ «ВТД» (основной подрядной организации ПАО «Газпром» по внутритрубной диагностике).

На Рисунке 7 приводится график фактической кривизны участка, пересекающегося с геодинамической зоной (Рисунок 1), полученный по данным внутритрубной диагностики.



Рисунок 7 – График кривизны участка МГ на пересечении с ГДЗ

Следует отметить, что по проекту участок прямолинейный, повороты в вертикальной плоскости только по отводам холодного гнущья (синий цвет). При этом на более половины его протяженности образовались участки с радиусом менее $1000D$, а на пяти участках радиусы менее $500D$.

В современных средствах внутритрубной диагностики, кроме радиуса изгиба, дефектоскопом также фиксируются давление и температура газа на момент прохождения, т.е. основные составляющие формулы (1), кроме температуры сварки захлестов.

Для оценки влияния каждой из этих составляющих использовались данные экспериментальных измерений продольных напряжений на МГ диаметром 1420 мм в шурфах, пример которых приводится в Таблице 1.

В результате проведенных исследований установлено, что:

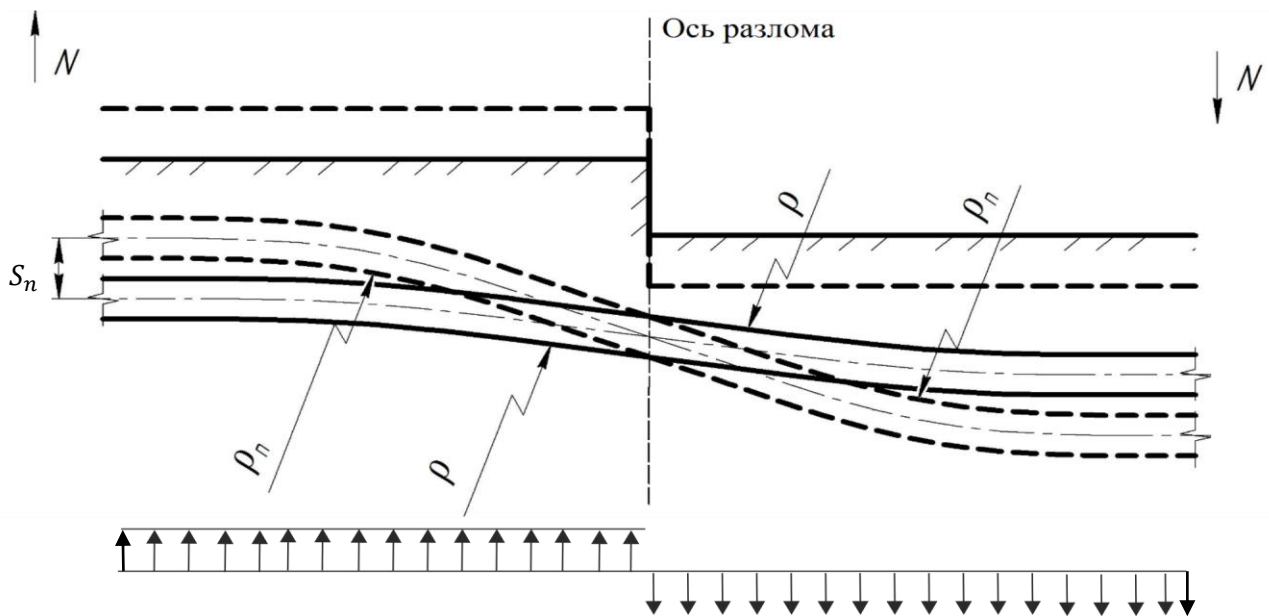
- в процессе строительства и начального периода эксплуатации магистрального газопровода формируется его положение в виде саморегулируемой змейки с минимальными напряжениями, радиусы изгиба которых реагируют на изменения давления и температуры;
- при расчетах продольных напряжений достаточно ограничиться температурным перепадом транспорта газа;
- средства внутритрубной диагностики позволяют с высокой точностью выявлять сечения с минимальным радиусом изгиба (максимальные изгибные напряжения), что ранее определялось по данным теоретических расчетов;
- величину продольных напряжений формирует величина радиуса изгиба, а влияние давления и температурного перепада минимально и не превышает погрешности измерения или расчета.

Кроме того, разработан и запатентован способ оптимизации напряжений от температурного перепада при проведении ремонтных работ, например при врезке катушки, отличающийся обеспечением при сварке температуры, близкой к температуре эксплуатации.

Четвертая глава посвящена исследованиям напряженно-деформированного состояния, динамики его изменения, которое для магистрального газопровода можно оценить по данным повторных ВТД, а также рассмотреть возможность выделения активных геодинамических зон.

По данным 2015 г. по 4-ниточному коридору МГ общей протяженностью более 360 км на пересечениях с геодинамическими зонами выявлено 382 потенциально опасных участка, в которых радиусы изгиба составили менее $500D$, из них 52 ПОУ с радиусами изгиба менее $250D$.

Если по данным нескольких пропусков ВИС заметна устойчивая тенденция изменения радиуса изгиба ρ с противоположными знаками напряжений, схема приводится на Рисунке 8, то это служит прямым подтверждением перемещения трубопровода, увлекаемого блоками в плоскости изгиба. Равное расстояние между минимальными радиусами упругого изгиба и осью разлома является границей геодинамической зоны.



S_n – смещение МГ под воздействием блоков ГДЗ после n пропусков ВИС;
 ρ – исходный радиус упругого изгиба после первого пропуска ВИС;
 ρ_n – радиус упругого изгиба после n пропусков ВИС

Рисунок 8 – Схема выявления геодинамических зон средствами ВТД

Динамику изменения радиусов изгиба на пересечениях с геодинамическими зонами можно отслеживать при обработке данных последующих ВТД. Кроме того, по величине изменения напряжений изгиба возможно выявление наиболее активных геодинамических зон. В Таблице 2 приводится пример данных оценки напряженного-деформированного состояния магистральных газопроводов по результатам ВТД 2015 и 2017 гг.

На примере геодинамической зоны № 16 видно, что радиусы изгиба могут изменяться в обе стороны: уменьшаться (трубы №№ 9796, 9804, 9826, 9841) и увеличиваться (№№ 9798, 9816, 9866). Ось трубопровода представляет собой синусоиду: выпуклая вниз – труба № 9796 (5,5 часа); вверх – 9798 (0,8); вниз – 9804 (5,8); вверх – 9816 (11,1); вниз – 9826, 9835 (4,8; 6,6); вверх – 9841, 9866 (11,7; 0,1).

Кроме того, участок трубы № 9804 подлежит ремонту, так как радиус изгиба менее $250D$ с тенденцией к дальнейшему уменьшению.

Таблица 2 – Данные потенциально опасных участков, выявленные ВТД в 2015 и 2017 гг.

№ участка	Границы ГДЗ, м	№№ труб в границах ГДЗ (по ВТД)	№ трубы; радиус изгиба, м; час (ВТД, 2015 г.)	№ трубы; радиус изгиба, м; час (ВТД, 2017 г.); радиус увеличился + %, уменьшился – %
16	109000–110000	9797–9883	9796(441D; 5,5) 9798(356D; 0,8) 9804 (240D; 5,8) 9816(379D; 11,3) – 9835(360D; 6,5) – 9866(373D; 0,1)	9796(388D; 5,8) [–12%] 9798(451D; 11,7) [+27%] 9804(235D; 5,8) [–2%] 9816(487D; 11,1) [+28%] 9826(449D; 4,8) 9835(382D; 6,6) [+6%] 9841(433D; 11,7) –
16а	107000–107200	9623–9640	– – –	9625(385D; 1,7) 9630(476D; 6,3) 9638(387D; 11,5)

На Рисунке 9 приводится укрупненная схема радиусов изгиба на пересечениях МГ с геодинамической зоной № 16а, где отражены радиусы изгибов менее $500D$ («укрупненная» в данном случае означает без учета радиусов на участках, где они более $500D$).

В отличие от Рисунка 6, в верхней части этой схемы указаны участки с выпуклостью вверх с 9 до 3 часов, в нижней – выпуклостью вниз с 3 до 9 часов. Также в нижней части приведены номера труб, в верхней – линейные координаты.

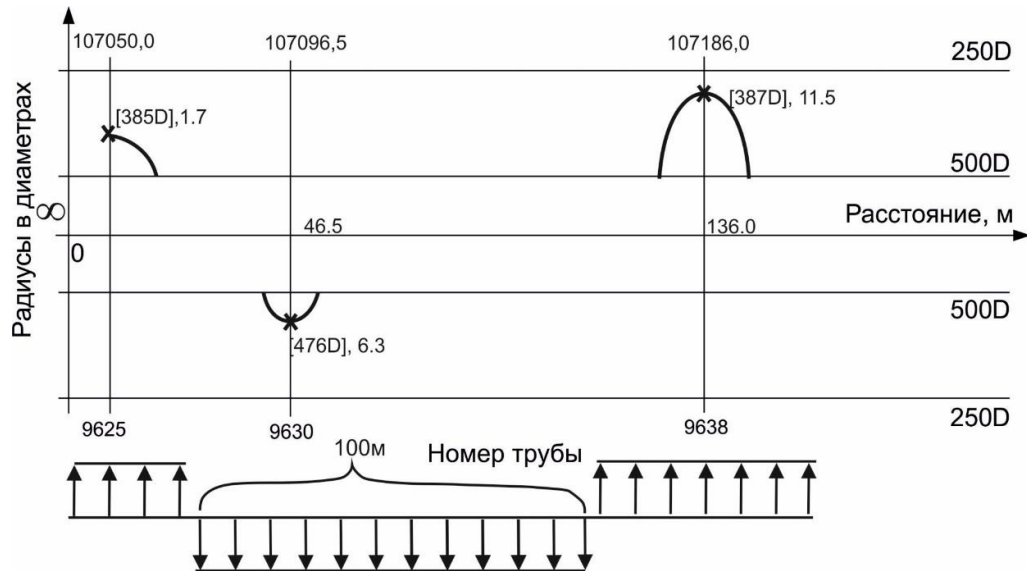


Рисунок 9 – Схема радиусов изгиба ГДЗ № 16а

Особенность этой геодинамической зоны в том, что по данным 2015 г. радиусы изгиба менее $500D$ отсутствовали (Таблица 2), а в 2017 г. образовались три, менее этой величины (трубы №№ 9625 [385D; 1,7], 9630 [476D; 6,3], 9638 [387D; 11,5]). Расстояние между минимальными радиусами изгиба составило 46,5 и 96,5 м, изгиб – в вертикальной плоскости. Очевидно, что и в 2015 г. на этом участке уже имелись радиусы изгиба, но более $500D$. За два года между обследованиями центр ГДЗ опустился, а края поднялись, и радиусы изгиба перешли критерий $500D$.

Таким образом, установлено, что приведенные геодинамические зоны активны, направление движения блоков – вертикальное, протяженность около 100 м, это граница, где меняется знак напряжений. Другими словами, средствами ВТД также решена обратная задача – выявление ГДЗ.

Параметры транспорта газа (температура и давление) при пропусках ВИС, согласно отчетам по диагностике, были практически одинаковыми.

Данные анализа, на примере участка МГ протяженностью более 90 км, который пересекает 36 геодинамических зон, показывают:

- в 2015 г. на 22-х активных ГДЗ (63 %) выявлено 64 ПОУ, с радиусами изгиба менее $500D$, в т.ч. 14 потенциально опасных участков с радиусами изгиба $250D$ и менее;

- в 2017 г. активными являются уже 33 ГДЗ (94 %), где выявлено 128 потенциально опасных участков (увеличение в 2 раза), в т.ч. 5 ПОУ с радиусами изгиба $250D$ и менее (уменьшение в 2,8 раза).

Преимущества технологии выявления потенциально опасных участков на геодинамических зонах средствами ВТД очевидны: прямой метод, с высокой точностью привязки к линейным координатам (конкретной трубе); оценка НДС, прогноз его изменения при очередных диагностических обследованиях.

Пятая глава посвящена расчету остаточного ресурса потенциально опасных участков на пересечениях с ГДЗ и оценке экономического эффекта от проведения работ по предотвращению отказов на них.

Для оценки остаточного ресурса потенциально опасного участка с непроектными изгибными напряжениями, провоцирующими образование ПКРН, в лабораторных условиях проведены испытания на растяжение 60 образцов, содержащих поперечные коррозионные трещины с глубиной от 10 % до 60 % от толщины стенки. С учетом закономерности изменения продольных усилий на основе уравнения ползучести трубы с ослабленной стенкой установлено, что скорость ее деформации в поперечном направлении меняется по закону

$$\vartheta_{\text{пд}} = \frac{1}{\rho} \cdot \frac{d\rho}{dt} = \frac{A}{2} \left(\frac{M}{EJ} \cdot \frac{\delta}{\delta - a} \right)^m, \quad (4)$$

где t – время эксплуатации МГ; M – изгибающий момент; I – осевой момент инерции поперечного сечения трубы; a – глубина трещины; A , m – эмпирические коэффициенты, характеризующие закон изменения скорости деформации трубы с ослабленным сечением.

Зависимость m от коэффициента ослабления стенки трубы k_f , найденная в ходе лабораторных испытаний, представлена на Рисунке 10.

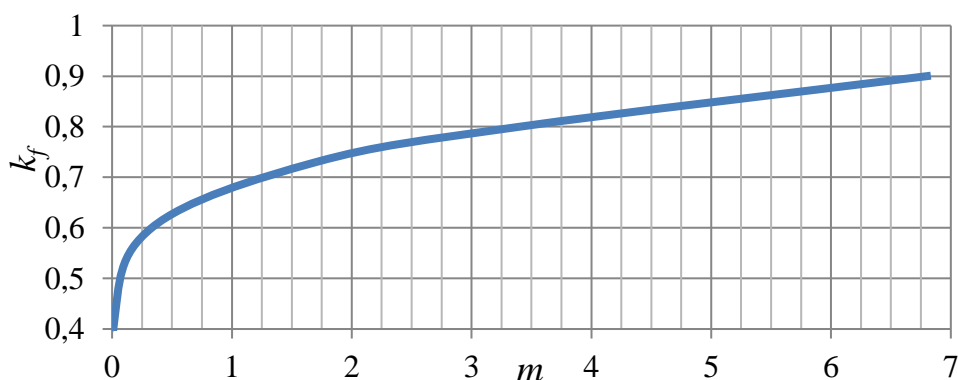


Рисунок 10 – Эмпирическая зависимость степенного показателя m от коэффициента ослабления стенки трубы k_f

Потеря несущей способности потенциально опасного участка по признаку ПКРН наступит тогда, когда фибровые напряжения достигнут своего предельного состояния ($[\sigma_f]$ принимается σ_T). Отсюда с учетом введения k_f в

основание степени, без которого оно не имеет физического смысла согласно (4), остаточный ресурс дефектного участка $t_{ост}$ будет определяться из уравнения

$$t_{ост} = t_2 \left[1 - \left(\frac{\sigma_f}{\sigma_T \cdot k_f} \right)^{2m} \right], \quad (5)$$

где σ_T – предел текучести металла трубы, МПа; k_f – коэффициент ослабления стенки трубы, определяемый как $\frac{\delta-a}{\delta}$.

О границах применимости (5). Согласно статистике, механический долом при ПКРН может наступать при глубине трещины от $0,5\delta$. С учетом этого, а также данных по дефектности испытанных образцов (глубина трещин от 10 % до 60 % δ), выражение (5) применимо только при одновременном соблюдении условий:

$$\begin{cases} 0,4 \leq k_f \leq 0,9 \\ 0,5\sigma_T \leq \sigma_f \leq \sigma_T \end{cases}$$

В качестве примера приведен расчет остаточного ресурса трубы диаметром 1420 мм на ПОУ МГ Уренгой – Новопсков, сооруженном из трубной стали X70 ($\sigma_T = 485$ МПа, $\sigma_{вр} = 630$ МПа).

По данным ВТД радиус кривизны от 121 м в 2015 г. изменился до 76,1 м в 2017 г. При этом была обнаружена прежде не выявленная группа поперечных коррозионных трещин глубиной от 20 % до 22% толщины стенки.

$$t_{ост} = 1,75 \left[1 - \left(\frac{364}{485} \cdot \frac{1}{0,78} \right)^{2 \cdot 2,5} \right] = 0,33 \text{ года.} \quad (6)$$

В апреле 2017 г. данный отвод был заменен. Обращает внимание глубина трещины, которая за неполные два месяца выросла еще на 9 %. Другими словами, механический долом (аварийное разрушение), по статистике наступающий при глубине поперечной коррозионной трещины от $0,5\delta$, мог произойти уже в августе 2017 г. Расчеты по формуле (6) показали, что он мог произойти в июне того же года, что говорит о возможности использования данной формулы с приемлемой для практики точностью.

Проведенные диагностические обследования позволили выявить на 5 участках МГ диаметром 1420 мм протяженностью более 450 км 30 потенциально опасных участков (по критерию $250D$ и менее), требующих ремонта. При этом экономический эффект составил более 570 млн руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 Показано, что территория Республики Башкортостан подвержена геодинамическим воздействиям, в частности со стороны Урала, с востока на

запад, прослежены надвиги, протяженностью до 400 км. При комплексном обследовании газопроводов в шурфах установлены изменения кривизны и НДС известных потенциально опасных участков по признаку геодинамической опасности, что свидетельствует о продолжающихся перемещениях МГ в геодинамических зонах.

2 Показано, что данные модернизированных средств внутритрубной диагностики позволяют с высокой точностью описать линейно-высотное положение МГ и оценить геологические особенности ГДЗ. Предложен новый метод оценки НДС МГ на пересечениях с ГДЗ, основанный на данных ВТД, который позволяет выявлять потенциально опасные участки по признаку геодинамической опасности. В результате установлено:

- данные ВТД – прямой способ определения радиусов изгиба и через них продольных напряжений, который, преимущественно, заменяет прежнюю вероятностную оценку напряженно-деформированного состояния в трассовых условиях;

- магистральные трубопроводы со сроком эксплуатации 33 и более лет, как правило, не соответствуют требованиям нормативов по изгибу $1000D$ и более. Научно обоснованы критерии надежности потенциально опасных участков по кривизне труб из наиболее распространенной стали группы прочности К60 (Х70): допустимые $500D$ и более, недопустимые $250D$ и менее; $(250–500)D$ требуют специального расчета;

- в процессе строительства и начального периода эксплуатации формируется положение МГ в виде саморегулируемой змейки с минимальными напряжениями, радиусы изгиба которых реагируют на изменения температуры и давления;

- экспериментальные обследования подтвердили, что величину продольных напряжений формируют изгибные напряжения, а воздействие давления и температуры газа незначительно, в пределах погрешности измерений и расчетов;

- оптимальные температурные напряжения можно обеспечить при проведении ремонта, например врезке катушки, обеспечивая температуру, при сварке, близкой к средней температуре эксплуатации.

3 Повторные диагностические обследования МГ после 33 (2015 г.) и 35 (2017 г.) лет их эксплуатации практически при равных параметрах транспорта газа показали, что внутри геодинамических зон происходят

достаточно сложные процессы, изменяющие радиусы изгиба трубопровода как в сторону увеличения, так и снижения, изменяя, соответственно, и его НДС. По данным неоднократных пропусков внутритрубных инспекционных снарядов создаются предпосылки прогноза динамики напряженно-деформированного состояния МГ, пересекающих геодинамические зоны. На этой основе становится возможным выявлять активные ГДЗ, пересекающие МГ, и их параметры: границы и направление движения блоков.

4 В ходе исследований получена новая эмпирическая зависимость, пригодная для оценки остаточного ресурса газопроводов в условиях геодинамической опасности, отличающаяся применимостью к поперечному КРН.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих научных изданиях:

- в рецензируемых научных изданиях, включенных в международную базу данных SCOPUS:

1. Аскарлов, Р. М. Оценка влияния геодинамических зон, пересекающих магистральные газопроводы, на их напряженно-деформированное состояние / Р. М. Аскарлов, А. Р. Валеев, И. М. Исламов, М. Б. Тагиров // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 11. – С. 145–154.

2. Аскарлов, Р. М. О технологии выявления участков трубопроводов с изгибными напряжениями при их пересечении геодинамических зон / Р. М. Аскарлов, С. В. Китаев, И. М. Исламов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 5. – С. 18–25.

- в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ:

3. Исламов, И. М. О воздействии активных геодинамических зон на пересекающие их магистральные газопроводы / И. М. Исламов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2019. – № 5–6. – С. 22–26.

4. Аскарлов, Р. М. Особенности расчета продольных напряжений магистрального газопровода на основе данных внутритрубной диагностики / Р. М. Аскарлов, М. В. Чучкалов, И. М. Исламов, М. Б. Тагиров, А. Н. Кукушкин // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. – № 3. – С. 37–44.

5. Исламов, И. М. Оценка ресурса магистрального газопровода в условиях поперечного коррозионного растрескивания под напряжением / И. М. Исламов, М. В. Чучкалов, Р. М. Аскарлов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. – № 2. – С. 35–38.

6. Аскарлов, Р. М. О фактических радиусах изгиба линейной части магистральных газопроводов / Р. М. Аскарлов, А. Н. Кукушкин, К. М. Гумеров, И. М. Исламов // Трубопроводный транспорт : теория и практика. – 2017. – № 6 (64). – С. 28–33.

7. Мастобаев, Б. Н. Напряженно-деформированное состояние газопровода на пересечениях с геодинамическими зонами по данным неоднократной внутритрубной дефектоскопии / Б. Н. Мастобаев, Р. М. Аскарлов, С. В. Китаев, Р. М. Каримов, А. Р. Валеев, Т. А. Хакимов, И. М. Исламов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – № 6. – С. 50–57.

8. Аскарлов, Р. М. Оценка напряжений магистральных трубопроводов на пересечениях с геодинамическими зонами методами внутритрубной дефектоскопии / Р. М. Аскарлов, И. М. Исламов // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15, № 4. – С. 118–124.

9. Мастобаев, Б. Н. Выявление потенциально опасных участков магистральных газопроводов на пересечениях с геодинамическими зонами / Б. Н. Мастобаев, Р. М. Аскарлов, С. В. Китаев, С. К. Рафиков, Р. Р. Усманов, М. В. Чучкалов, И. М. Исламов // Трубопроводный транспорт : теория и практика. – 2017. – № 3 (61). – С. 38–43.

- патенты:

10. Пат. № 2686133 Российская Федерация, F16L1/024. Способ ремонта потенциально опасного участка газопровода / Р. М. Аскарлов, И. М. Исламов, М. Б. Тагиров, А. Н. Кукушкин; патентообладатель : Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – 2018103289, заявлено 29.01.2018; опубл. 24.04.2019, Бюл. № 12.

11. Пат. № 2692185 Российская Федерация, МПК F 16 L 53/00. Способ оптимизации температурных напряжений при ремонте магистральных трубопроводов / Ш. Г. Шарипов, Р. Р. Усманов, И. М. Исламов, Р. М. Аскарлов, М. В. Чучкалов; патентообладатель : Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Уфа». – 2018137514, заявлено 23.10.2018; опубл. 21.06.2019, Бюл. № 18.

- ведомственные нормативные документы:

12. СТО Газпром трансгаз Уфа 3.3-1-1296-2018. Инструкция по технологии ремонта магистральных газопроводов с ненормативным уровнем напряженно-деформированного состояния / М. В. Чучкалов, И. М. Исламов и др. – Уфа : ИТЦ Газпром трансгаз Уфа, 2018. – 19 с.

- в прочих изданиях:

13. Исламов, И. М. О технологии измерения радиусов изгиба магистральных газопроводов внутритрубными снарядами и их связи с наземными измерениями / И. М. Исламов, М. Б. Тагиров, А. Н. Кукушкин // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : сб. тр. Междунар. науч.-практ. конф. 25–28 октября 2017 г. / Альметьевский государственный нефтяной институт. – Альметьевск, 2018. – Т. 1. – С. 452–455.

14. Исламов, И. М. Возможности внутритрубной дефектоскопии по оценке напряжений магистральных газопроводов / И. М. Исламов // Трубопроводный транспорт – 2018 : сб. тр. XIII Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. 23–24 мая 2018 г. / УГНТУ. – Уфа, 2018. – С. 72–74.

15. Исламов, И. М. О геодинамических воздействиях на магистральный газопровод / И. М. Исламов // Трубопроводный транспорт – 2018 : сб. тр. XIII Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. 23–24 мая 2018 г. / УГНТУ. – Уфа, 2018. – С. 74–75.

16. Исламов, И. М. О воздействии разницы температур на газопровод / И. М. Исламов // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса : сб. тр. XII Всеросс. науч.-техн. конф. 12–14 февраля 2018 г. / РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. – М., 2018. – С. 141.

17. Исламов, И. М. Особенности расчета напряжений от температуры и давления при наличии ненормативных радиусов изгиба / И. М. Исламов // Трубопроводный транспорт – 2019 : сб. тр. XVI Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. 23–24 мая 2019 г. / УГНТУ. – Уфа, 2019. – С. 65–67.

18. Исламов, И. М. Оценка ресурса магистральных газопроводов с поперечным КРН / И. М. Исламов // Рассохинские чтения – 2020 : матер. XIV Междунар. конф. – Ухта : УГТУ, 2020. – С. 173–176.